

Наблюдается снижение давления в выходном сечении по сравнению с входным в среднем на 10–12 Па.

В численном эксперименте исследовался возвратно-поточный элемент мультициклона диаметром 500 мм. На рис. 3 показана возможная компоновка мультициклона, состоящего из 9 элементов диаметром 160 мм [4].

Одиночные циклоны в первом ряду имеют самые длинные выходные трубы, но имеют короткий отрезок к входному отверстию мультициклона.

Циклоны последнего ряда имеют короткие выходные трубы, но большее расстояние до входного отверстия мультициклона.

В результате такой компоновки уменьшается размер входного отверстия мультициклона, уравнивается падение давления по элементам и уменьшаются перебросы пыли, что приводит к более ровной работе всего мультициклона. Такой же принцип уравнивания перепадов давления по элементам мультициклона может быть применен и для элементов диаметром 500 мм.

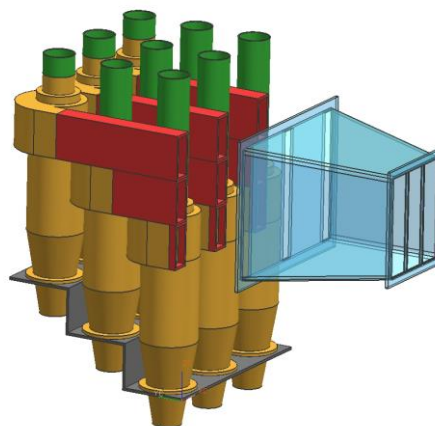


Рис. 3. Мультициклон

Список литературы

1. Испытание и моделирование циклонного фильтра / М. Г. Зиганшин, А. М. Зиганшин, Г. И. Гилязтдинова, А. Т. Гильмутдинова // Инженерные системы 2010 : труды Международной научно-практической конференции. М. : РУДН, 2010. С. 263–266.
2. Schmidt S., Blackburn H. M., Rudman M. and Sutalo I. // 3rd Int. Conf. on CFD. Melbourne, Australia, 2003. С. 9–68.
3. Волков К. Н., Емельянов В. Н. Моделирование крупных вихрей в расчетах турбулентных течений. М. : ФИЗМАТЛИТ, 2008. 508 с.
4. Rob van Benthum. Investigation towards the efficiency of a multi-cyclone dust separator in biomass combustion. E. : Eindhoven, 2007. P. 1–57.

УДК 621.311.22

Бобич А. А.
Белорусский национальный технический университет (г. Минск)
bobichsas@mail.ru

ИНТЕНСИВНОЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ТЭЦ ПРИ ПЕРЕХОДЕ НА ПАРОГАЗОВУЮ ТЕХНОЛОГИЮ

В приходной части энергобаланса Республики Беларусь природный газ доминирует, его удельный вес занимает чуть меньше 70 %.

Высокая степень износа основных производственных фондов электроэнергетики (около 60 %), сложившаяся возрастная структура турбинного оборудования ТЭС обуславливают необходимость скорейшей замены или реконструкции существующих генерирующих мощностей [1]. Все существующее паросиловые ТЭС на природном газе подлежат замене или реконструкции с переводом их на современные парогазовые и газотурбинные технологии.

Применение энергетических установок комбинированного цикла является основой энергетики третьего тысячелетия [2], поэтому внедрению ПГУ уделяется большое внимание на протяжении последних 20–30 лет, и в ближайшие годы они останутся доминирующими в мировой энергетике [3]. По различным оценкам в обозримом будущем доля ПГУ в мировой генерации электроэнергии составит до 49 % [4], поэтому одним из современных основных направлений технического перевооружения паротурбинных тепловых электростанций является их интеграция с газовыми двигателями внутреннего сгорания, как поршневыми, так и газотурбинными, при этом наибольший эффект достигается при модернизации теплоэлектроцентралей [5–9].

При больших мощностях единичных установок, характерных для паротурбинных теплоэлектроцентралей, имеющих высокие начальные параметры, для перехода к парогазовой технологии наиболее целесообразна интеграция с ГТУ. В связи с их модернизацией следует ожидать увеличения мощностей и выработки электроэнергии на ТЭЦ. КЭС на органическом топливе будут замещаться генерацией АЭС, вырастет доля распределенных источников (когенерационных и нетрадиционных), а также ГЭС. Генерации КЭС на органическом топливе не останется основной у потребителей, что поднимает остроту и определяет по-новому вопрос об обеспечении неравномерности графика нагрузок. Регулирование генерации рассматривается многими авторами, предлагаются различные способы [10]. Их объединяет, прежде всего то, что эффективность производства электроэнергии как энергетическая, так и экономическая оказываются невысокими. Неоправданно игнорируются возможности ТЭЦ в части регулирования генерации, а поскольку с переходом к парогазовой технологии их вклад в выработку электроэнергии возрастает в 3–4 раза при той же тепловой нагрузке, использование ТЭЦ для указанной цели безальтернативно.

В связи с изложенным, поставлена задача структурно-параметрической оптимизации тепловой схемы существующих ТЭЦ высоких начальных параметров пара при переходе на парогазовую технологию. Целевой функцией оптимизации является минимум потребления топлива при выполнении экономических ограничений, существующих в настоящее время. В том числе и за счет перехода к доминирующей роли в обеспечении неравномерности графика электрических нагрузок при одновременном снижении удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии.

При модернизации ТЭЦ предложен системный подход, включающий комплекс мероприятий, обеспечивающих достижение поставленных целей:

1. Интеграция ГТУ в структуру ТЭЦ одновременно по утилизационной и по сбросной схемам [11], когда требуется обеспечение надежного пароснабжения потребителей. В этом случае создаются предпосылки для решения задач по

безусловному обеспечению технологических потребителей тепловой энергией и максимальному вытеснению паротурбинной технологии.

2. Применение парогазового оборудования, предполагающего использование параллельных связей ТЭЦ. Это, с одной стороны, позволяет максимально загружать газотурбинное оборудование на всевозможных режимах нагрузок. С другой стороны, обеспечивает сохранение температурного режима гидравлического тракта котла-утилизатора при вынужденной остановке ГТУ.

3. Применение ГТУ, обеспечивающих требуемый перегрев пара до 550 °С на всех режимах. Необходимо в случаях, когда по тем или иным причинам невозможно обеспечить перегрев пара до 500 °С, для минимизации пропуска пара в конденсатор, в связи с вынужденной избыточной генерацией в летний период, использование паровых котлов-утилизаторов с 2-х ступенчатым пароперегревателем, у которого высокотемпературная ступень обогревается в расщепленном потоке выхлопных газов, требуемая температура которого обеспечивается использованием меньшего количества природного газа прямого сжигания.

4. Стабилизация параметров воздуха перед компрессором ГТУ в межотопительный период за счет поддержания его температуры на уровне 15 °С при помощи абсорбционной холодильной машины. Это, с одной стороны, вытесняет конденсационную генерацию, с другой стороны, – увеличивает нагрузку отборов турбин [12].

5. Применение бромисто-литиевых тепловых насосов для исключения рассеивания тепловой энергии с циркуляционной водой [13].

6. Применение центральных тепловых аккумуляторов для обеспечения в отопительный период требуемой неравномерности генерации электроэнергии в соответствии с неравномерностью графика нагрузок при обеспечении потребителей тепловой энергии без вытеснения пиковыми котлами отборов турбин [14].

В результате такой модернизации ТЭЦ и ПГУ-ТЭЦ повышается эффективность использования природного газа, и ТЭЦ приобретают новые качества, позволяющие при сохранении отпуска тепловой энергии от источника регулировать график генерации электроэнергии без перерасхода топлива, что в условиях Беларуси актуально в настоящее время и чрезвычайно обостряется с пуском АЭС. Экономический эффект для Республики Беларусь определяется снижением годовой потребности импорта природного газа более чем на 1 млн т у. т.

Список литературы

1. Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. М. : РАО «ЕЭС России», 2008.
2. Бойс М. Турбомашиностроение в следующем тысячелетии // Газотурбинные технологии. 2000. № 5. С. 14–19.
3. Сигидов Я. Ю. Оптимизация структуры и параметров тепловых схем конденсационных парогазовых установок с котлами-утилизаторами трех давлений: автореф. дис. ... канд. техн. наук. М. : МЭИ, 2006.
4. Россиг-Круска Ф. Максимальная эксплуатационная гибкость электростанций // Газотурбинные технологии. 2008. № 2. С. 14–19.

5. Рукес Б., Тауд Р.. Современные технологии и перспективы выработки энергии на основе органических топлив // Газотурбинные технологии. 2003. № 5. С. 6–10.
6. Попырин Л. С., Дильман М. Д. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок // Теплоэнергетика. 2006. № 2. С. 34–39.
7. Ольховский Г. Г. Масштабы и особенности применения газотурбинных и парогазовых установок за рубежом // Теплоэнергетика. 2002. № 9. С. 72–77.
8. Новикова Т. В., Ерохина И. В., Хорошев А. А. Масштабы внедрения ПГУ и ГТУ в среднесрочной перспективе // Газотурбинные технологии. 2005. № 9. С. 6–9.
9. Воронин В. П., Романов А. А., Земцов А. С. Пути технического перевооружения электроэнергетики // Теплоэнергетика. 2003. № 9. С. 2–6.
10. Молочко Ф. И., Молочко А. Ф. Способы регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы после ввода АЭС // Энергетика и ТЭК. 2011. № 6. С. 18–26.
11. Романюк В. Н., Бобич А. А., Коломыцкая Н. А. Выбор схем парогазовых установок при модернизации паротурбинных ТЭЦ // Энергия и Менеджмент. 2013. № 3. С. 11–15.
12. Повышение эффективности ГТУ в летний период / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, Н. А. Коломыцкая [и др.] // Энергия и Менеджмент. 2011. № 1. С. 18–22.
13. Романюк В. Н., Бобич А. А., Мальков С. В. Абсорбционные или парокомпрессионные тепловые насосы в схемах ТЭЦ // Энергия и Менеджмент. 2013. № 4–5. С. 7–10.
14. Регулирование генерации электроэнергии при повышении эффективности использования ТЭЦ / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, Н. А. Коломыцкая [и др.] // Известия ВУЗов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. 2012. № 2. С. 67–78.

УДК 621.313.333

Боровских М. О., Нечаев А. В., Денисенко В. И.
Уральский федеральный университет,
kem_em@urfu.ru

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕПЛОВОГО СОСТОЯНИЯ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ ЗАКРЫТОГО ИСПОЛНЕНИЯ

Задачей данной исследовательской работы была разработка методики теплового расчета асинхронного двигателя с целью проверки выполнения требований по допустимому уровню нагрева активных частей машины, указанных в техническом задании на проектирование. Данная методика была разработана с привлечением специальной литературы, посвященной охлаждению асинхронных двигателей, аэродинамике и теплопередаче в электрических машинах. Все коэффициенты теплоотдачи поверхностей рассчитывались по эмпирическим критериальным формулам, полученным на основе многолетних исследований, проводимых на опытных образцах [1].

Для разработки методики теплового расчета использован метод эквивалентных тепловых схем. На первом этапе создания программы была составлена ЭТС двигателя (см. рисунок). При составлении эквивалентной тепловой схемы было выделено 12 тел, часть которых является источником тепла: бочка ротора,